



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare
su sostenibilità ed economicità per varie opzioni
di mix energetici, scenari economici

C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto, G. Zollino



RdS/2012/155

RAPPORTO SULL'IMPATTO DELL'ENERGIA NUCLEARE SU SOSTENIBILITÀ ED ECONOMICITÀ PER VARIE
OPZIONI DI MIX ENERGETICI, SCENARI ECONOMICI

C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto, G. Zollino CIRTEN

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Governo, Gestione e Sviluppo, del Sistema Elettrico Nazionale

Progetto: Nuovo Nucleare da Fissione: Collaborazioni Internazionali e sviluppo Competenze in Materia Nucleare

Responsabile del Progetto: Massimo Sepielli, ENEA



CIRTEN

Consorzio Interuniversitario per la Ricerca Tecnologica Nucleare

Centro Interdipartimentale “Centro Ricerche Fusione” – Università di Padova
Corso Stati Uniti, 4; 35127, Padova

Rapporto sull’impatto dell’energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici

Chiara Bustreo, Guido Meneghini, Irene Vignotto, Giuseppe Zollino

CERSE-CRF-UNIPD RL-1401/2012

Padova, Settembre 2012

Lavoro svolto in esecuzione dell’Attività LP1.A1a
AdP MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico - Piano Annuale di Realizzazione 2011
Progetto 1.3.1 “Nuovo Nucleare da Fissione: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze in
materia nucleare”

1. Scenari Elettrici nazionali

Vengono qui presentati diversi scenari per la generazione di energia elettrica in Italia al 2050, compatibili con gli obiettivi di de-carbonizzazione della Comunicazione della Commissione Europea “Energy Roadmap 2050” del 15/12/2011 (COM 2011 885) ed i relativi costi.

Per tutti gli scenari viene calcolato il costo medio di generazione dell’energia elettrica, comprensivo del costo di accumulo. Il costo di trasporto e distribuzione, eventualmente a mezzo di “reti elettriche intelligenti” è invece escluso e costituirà una voce della componente degli oneri di sistema di una futura bolletta elettrica. Per il calcolo viene utilizzato il codice “COMESE” (COSto MEDio Scenari Elettrici), sviluppato presso il Centro Interdipartimentale “Centro Ricerche Fusione” (CRF) dell’Università di Padova.

L’ipotesi di partenza è l’andamento della domanda elettrica in Italia, a partire dalla situazione al 2011 (richiesta totale pari a 334,6 TWh, di cui 45,7 TWh di importazione netta) e dei relativi profili orari di richiesta di potenza [1]. Vengono presi in considerazione due macro-scenari di crescita per la domanda elettrica nazionale, dedotti dai modelli IEA [2], [3]; in entrambi i casi si suppone che al 2030 e 2050 la domanda elettrica sia interamente soddisfatta da generazione domestica:

- nel primo (*Business as Usual - BaU*), si assume un tasso di crescita medio annuo dell’1% (conservativo rispetto al 2% utilizzato in altri studi), in modo che la richiesta elettrica al 2050 risulta pari a ~500 TWh; rappresenta l’evoluzione del sistema energetico attuale, in assenza di politiche energetiche che mirino fortemente alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e/o al miglioramento dell’efficienza energetica, senza significative variazioni nelle tecnologie che compongono il mix;
- Nel secondo (*Blue*), si assume che vengano seguite politiche di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di anidride carbonica per raggiungere gli obiettivi fissati in [4] per il settore elettrico; per tale scenario si assume un tasso di crescita medio annuo dello 0,6%, che porta ad una richiesta elettrica al 2050 pari a 425 TWh.

Per entrambi gli scenari si ipotizza che la domanda elettrica sia la stessa nei mesi di giugno, luglio ed agosto, pari alla media della domanda al 2011, aumentata proporzionalmente all’aumento della domanda annuale.

Per i due scenari sono state poste ipotesi diverse circa i prezzi dei combustibili e dei diritti di emissione, dedotte dalle assunzioni poste in [2] e [3], come riportato in Tabella 1

Tabella 1: Prezzi dei combustibili e della CO₂, al 2011 e al 2050

Combustibile	Prezzi 2011	Scenario BaU	Scenario Blue
Carbone [€/t]	74,6	45 – 140	25 – 80
Gas [€/m ³]	0,214	0,2 – 0,6	0,1 – 0,35
Biomasse [€/t]	30	20 – 60	50 – 150
Uranio [€/kg U ₃ O ₈]	82,3	75 – 230	45 – 135
CO ₂ [€/t]	11,9	20 – 170	20 – 170

Non si sono fatte ipotesi sul prezzo del petrolio al 2050, perché si considera nullo il contributo di questa fonte alla generazione elettrica a partire dal 2035.

2. Contributo delle diverse tecnologie di generazione elettrica nei vari scenari

Come mostra la Tabella 3, per il macro-scenario BaU, si ipotizza che al 2050 la domanda interna sia soddisfatta prevalentemente da impianti a gas (60%) con una quota pari a circa il 15% da centrali a polverino di carbone ed un contributo complessivo FER pari a circa il 25%.

In questo caso le emissioni di CO₂ aumenterebbero del 12% rispetto al livello 1990, mentre per il settore elettrico la comunicazione [4] fissa l'obiettivo di riduzione tra il 95 ed il 100%.

All'interno del macro-scenario "Blue", si sono presi in considerazione mix elettrici diversi (come sintetizzato in Tabella); in tutti i casi "Blue" viene rispettato l'obiettivo di decarbonizzazione pressochè totale, al 2050:

1. *Blue CCS*: si ipotizza una forte incidenza della CCS (cattura e stoccaggio della CO₂) nel mix elettrico al 2050, con impianti a carbone per la generazione di base (*base-load*) e a gas per il medio carico (*mid-load*); va osservato che tale scenario comporta la saturazione del potenziale nazionale di stoccaggio della CO₂ attualmente stimato [5];
2. *Blue NUC+CCS*: si assume una potenza nucleare, con soli reattori di terza generazione avanzata di tipo EPR, pari a 26 GW per il servizio di base; per il medio carico invece vengono utilizzati impianti a gas con CCS;
3. *Blue CCS+FER*: a differenza dello scenario 1, si ipotizza un'incidenza più contenuta della CCS, in parte sostituita da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico e biomasse);
4. *Blue NUC+FER*: come nello scenario 2 per il nucleare; per il medio carico invece si utilizzano principalmente impianti a biomasse nella stagione invernale e fotovoltaici con accumulo d'estate;
5. *Blue 100% FER*: in questo scenario viene sfruttato l'intero potenziale nazionale per il CSP (solare termodinamico a concentrazione) [6], per l'eolico (offshore su fondazioni e su piattaforma galleggiante) e per l'idroelettrico [7]. La potenza fotovoltaica installata risulta pari a circa 125 GW, inferiore al potenziale nazionale stimato [8], ma che richiede una significativa capacità di accumulo nei mesi estivi; inoltre per far fronte soprattutto alla domanda invernale occorre installare impianti a biomassa per circa 50 GW, che generino circa 85 TWh, una quantità superiore al potenziale nazionale stimato [9], per produrre la quale è richiesta l'importazione di biomassa;
6. *Blue 100% FER no CSP*: come nello scenario 5, sostituendo la quota generata da CSP con ulteriore potenza fotovoltaica (sino al limite del potenziale nazionale stimato) e quindi di accumulo d'estate. Inoltre l'importazione di biomassa è superiore a quella dello scenario 5.

Per gli scenari in cui compare la tecnologia nucleare (*Blue NUC+CCS*, *Blue NUC+FER*) sono state studiate poi le varianti dove metà della potenza installata è con reattori di tipo SMR (Small Modular Reactor). I dati tecnici ed economici relativi agli SMR sono stati ottenuti dal Politecnico di Milano, con il codice INCAS [10].

I costi d'investimento e di manutenzione, i rendimenti degli impianti che usano un ciclo termico, i fattori di carico per quelli utilizzati per il servizio di base e per quelli a fonte rinnovabile (non programmabili), la vita utile sono tutti dati di input di COMESE. In Tabella 2 ne sono riportati i valori, in linea con le stime indicate in [3] e [11]. Sono pure dati di input le potenze installate ed i contributi percentuali al mix elettrico delle diverse tecnologie di generazione, riportate in Tabella 3.

Sono invece risultati la potenza e la capacità di accumulo necessarie al sistema elettrico, le emissioni specifiche di CO₂, ed il costo medio del kWh. Il costo del kWh è calcolato secondo la formula standard del LCE (costo medio attualizzato), utilizzando in tutti i casi WACC pari al 6%; esso include la quota dovuta all'ammortamento degli impianti di accumulo. Inoltre COMESE consente il calcolo probabilistico del costo del kWh (attraverso un'analisi di

Montecarlo), nell'ipotesi che le diverse componenti (impianto, manutenzione, combustibile, crediti di emissione di CO₂, ecc.) varino entro un certo range (come mostrato per esempio in Tabella 1 e 2) e con una distribuzione a scelta. I valori di costo riportati in Tabella 3 corrispondano alla moda della distribuzione risultante.

Infine per i due scenari con nucleare i costi sono riferiti alle due varianti con potenza 100% EPR e 50% EPR/50% SMR.

Tabella 2: Costi d'investimento e di manutenzione, rendimenti, fattori di carico e vita utile per le varie tecnologie elettriche considerate negli scenari

Tecnologia	Costo overnight [€/kW _e]		O&M [€/kW _e /a]		Rendimento		Fattore di carico [%]	Vita utile [anni]
	2011	2050	2011	2050	2011	2050	2050	
Gas CCGT	750	600-700	20	15-25	52%	63%	Variabile	30
Gas CCGT + CCS	1800	850-1700	50	30-50	-	56%	"	30
Gas OCGT	450	350-450	10	10-15	18%	40%	"	30
Carbone USC	1600	1100-1500	35	30-45	34%	52%	85	40
Carbone USC + CCS	2650	1700-2500	60	40-60	-	44%	85	40
Biomasse	2550	1000-2000	160	100-160	25%	35%	Variabile	30
Geotermico	5000	2500-4000	105	80-130	-	-	80	30
Eolico onshore	1750	1200-1700	40	30-50	-	-	22	25
Eolico offshore	3100	2200-3000	100	50-90	-	-	34	25
Eolico offshore gall.	6200	3200-5000	200	80-130	-	-	34	25
Fotovoltaico resid.	3000	1500-2000	20	15-25	14%	25%	14	25
Fotovoltaico industr.	1900	800-1200	20	15-25	14%	25%	14	25
CSP con acc. term.	6300	1900-3200	160	50-80	14%	18%	43	30
Idroelettrico	3000	2500-3000	60	45-75	-	-	Variabile	50
Idro accumulo	1000	1000-3600	5	5	80%	80%	"	50
Batterie VRB (6h acc.)	3000	1000-2200	100	40-60	65%	80%	"	15
Nucleare EPR	3550	2500-3700	80	40-120	36%	37%	90%	60
Nucleare SMR	5900	3000-4900	95	50-140	36%	37%	90%	60

Per la definizione delle quote attribuite alle diverse tecnologie si è tenuto conto delle considerazioni seguenti:

- il contributo dell'olio combustibile è nullo a partire dal 2035;
- i primi impianti nucleari sono previsti entrare in funzione a partire dal 2025;
- la CCS compare a partire dal 2020 su impianti a carbone ed a partire dal 2030 su quelli a gas, con incidenza differente a seconda dello scenario "Blue" considerato, preferendo il secondo sul primo all'aumentare della quota di nucleare e rinnovabili; per tutti gli impianti a CCS si è fatta l'ipotesi di cattura del 100% dell'anidride carbonica prodotta dall'impianto;
- per il solare termodinamico è stato ipotizzato un funzionamento tale da ridurre la necessità di accumulo per surplus di produzione estiva negli scenari con importante contributo da fonti rinnovabili. Per far ciò si è scelto di accumulare l'energia proveniente dagli specchi in forma termica nelle ore centrali della giornata, convertendola in elettrica dopo il tramonto e fino all'alba (Figura 1).

Negli scenari con importante quota FER (soprattutto fotovoltaico) il codice COMESE calcola la potenza di accumulo necessaria a trasferire dopo il tramonto (time shift) il surplus di produzione delle ore centrali delle giornate estive. Questo risulta evidente in Figura 1, relativa al carico orario tipo in agosto 2050, per lo scenario Blue 100% FER.

Tabella 3: Scenari italiani di generazione elettrica al 2050

Tecnologia	BaU		Blue CCS		Blue NUC+CCS		Blue CCS+FER		Blue NUC+FER		Blue 100% FER		Blue 100% FER (no CSP)	
	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]	Quota [%]	Pot inst [GW]
Gas CCGT	59,0%	56,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Gas+CCS	0,0%	0,0	24,2%	30,9	16,6%	23,0	18,7%	23,8	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Coal	14,7%	9,8	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Coal CCS	0,0%	0,0	45,0%	25,7	0,0%	0,0	22,8%	13,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Nuclear	0,0%	0,0	0,0%	0,0	52,6%	28,3	0,0%	0,0	41,5%	22,4	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Biomass	3,2%	4,9	3,7%	4,9	3,7%	4,9	7,9%	29,3	9,3%	30,1	20,5%	49,8	23,4%	51,5
Geothermal	1,5%	1,1	1,8%	1,1	1,8%	1,1	2,0%	1,2	2,0%	1,2	2,3%	1,4	2,3%	1,4
Wind onshore	3,4%	10,4	3,9%	9,3	3,9%	9,3	4,8%	11,5	4,8%	11,4	6,9%	16,6	6,9%	16,6
Wind offshore	0,4%	0,8	0,4%	0,7	0,4%	0,7	0,9%	1,3	0,9%	1,4	1,4%	2,1	1,4%	2,1
Floating Wind	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	5,6%	8,6	5,6%	8,6
Photovoltaic	6,9%	32,0	8,1%	32,0	8,1%	32,0	17,6%	74,2	14,0%	63,8	22,8%	124,2	26,7%	196,1
CSP con acc. term.	1,0%	1,3	1,2%	1,3	1,2%	1,3	9,9%	11,2	12,0%	13,6	20,7%	23,5	0,0%	0,0
Hydro	8,4%	16,1	9,9%	19,3	9,9%	19,3	10,4%	20,3	10,4%	20,3	10,8%	21,2	10,8%	21,2
Gas OCGT (<i>back-up</i>)	0,8%	9,6	0,9%	9,6	0,9%	9,6	2,1%	22,3	1,8%	19,1	0,0%	37,2	0,0%	58,8
Storage	0,8%	7,7	0,9%	7,7	0,9%	7,7	2,9%	12,4	3,3%	14,5	8,8%	39,8	22,8%	87,2
Emissione specifica di CO ₂ [g/kWh]	271		4		4		9		10		10		0	
Costo medio di generazione [c€/kWh]	11,2		12		8,0/8,3		12,3		10,6/10,7		16		22	

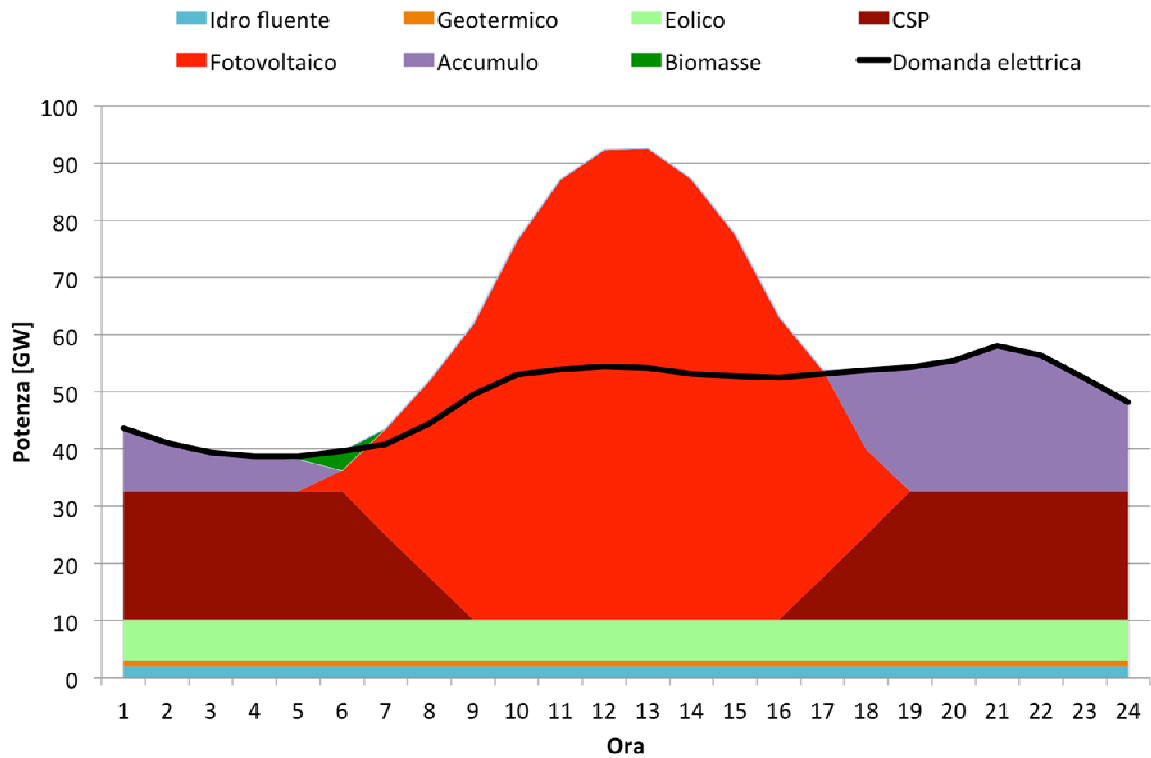


Figura 1: Carico e generazione oraria estiva nello scenario Blue 100% FER

D'inverno, invece, quando la produzione da fonte solare (fotovoltaica e termodinamica) è molto minore (Figura 2), la domanda deve essere soddisfatta soprattutto da impianti a biomasse, con notevole potenza installata ma basso fattore di carico.

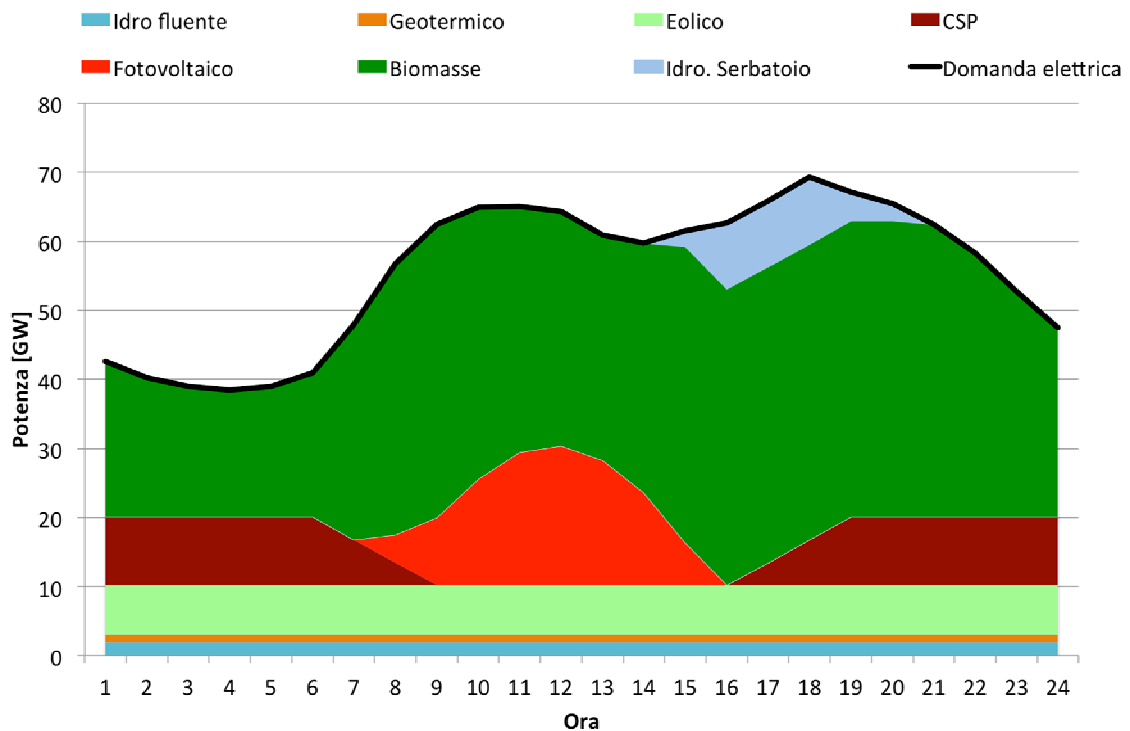


Figura 2: Carico orario invernale, scenario Blue 100% FER

Considerazioni conclusive sui risultati

In Tabella 4 sono riportate le variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ al 2050 rispetto ai valori al 1990, per tutti gli scenari considerati.

Tabella 4: Variazioni percentuali delle emissioni di CO₂ al 2050 rispetto ai valori al 1990

BaU	Blue CCS	Blue NUC+CCS	Blue CCS+FER	Blue NUC+FER	Blue 100% FER	Blue 100% FER (no CSP)
+12%	-98%	-99%	-97%	-96%	-100%	-100%

Nello scenario “BaU” l’aumento è piuttosto contenuto a causa del miglioramento nei rendimenti degli impianti.

Per tutti gli scenari Blue, invece, si nota come l’obiettivo di de-carbonizzazione sia raggiunto. Nei due scenari “Blue 100% FER” la de-carbonizzazione del settore elettrico è completa in quanto, a differenza degli altri scenari, il *back-up* della potenza fotovoltaica installata (per inseguire rapide variazioni metereologiche su ampie porzioni del territorio italiano) non è affidato ad impianti a gas naturale, bensì ad impianti a biogas.

La Tabella 5 mostra le variazioni percentuali rispetto al BaU del costo medio di generazione negli scenari alternativi; appare evidente come lo scenario “Blue NUC+CCS” risulti il più conveniente dal punto di vista economico, grazie soprattutto a una gestione del sistema elettrico molto simile a quella odierna (scarsa penetrazione delle FER che non comporta la necessità di accumulo d’estate). Va sottolineato tuttavia come su tutti gli scenari con CCS gravi l’incertezza della fattibilità tecnico-economica di tale tecnologia.

Tabella 5: Variazioni percentuali del costo medio di generazione elettrica in Italia al 2050 rispetto al BaU

BaU [c€/kWh]	Blue CCS	Blue CCS+FER	Blue NUC+CCS	Blue NUC+FER	Blue 80% FER	Blue 100% FER	Blue 100% FER (no CSP)
11,15	+6,5%	+10,4%	-28,2%/-25,6%	+1,2%/-1,8%	+13,2%	+43,2%	+96,7%

Confrontando gli scenari “Blue CCS+FER” e “Blue NUC+FER”, il primo risulta leggermente più conveniente in quanto, nonostante il maggior costo di generazione delle due tecnologie CCS rispetto al nucleare, la maggior flessibilità del sistema assicurata dagli impianti a gas implica minore potenza di accumulo necessaria d’estate, a parità di potenza installata fotovoltaica (si veda la Tabella 3).

Nei due scenari “Blue 100% FER” il costo medio di generazione aumenta notevolmente a causa della notevole potenza di accumulo installata e dei bassi fattori di carico degli impianti a biomasse (~50 GW che funzionano a pieno regime solamente in inverno).

Va notata infine l’esigua differenza di costo degli scenari nucleari con e senza SMR. Questo perché le notevoli potenze installate di piccoli reattori, in siti con più macchine, permetterebbero di beneficiare di importanti economie di scala.

Bibliografia

- [1] “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia”, Gruppo Terna e Terna S.p.a. , 2011.
- [2] “World Energy Outlook 2011”, IEA, 2011.
- [3] “Energy Technology Perspectives 2010”, IEA, 2010.
- [4] “Energy Roadmap 2050”, Commissione Europea, COM (211) 885, 15/12/2011.
- [5] “Rapporto di sintesi del progetto: studio sull’utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO₂”, V. Prandoni, ERSE, 2010.
- [6] “Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region”, DLR, 2005 (http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_1/algerien_med_csp.pdf).
- [7] “Development of regional and Pan-European guidelines for more efficient integration of renewable energy into future infrastructure. Report from the regional case study: Southern Europe (Italy)”, FP7 Susplan Project, 2010 (http://www.susplan.eu/fileadmin/susplan/documents/downloads/WP_2/D2.7_Report_Southern_Europe.pdf).
- [8] “Potential for Building Integrated Photovoltaics”, Technical Report IEA- PVPS T7-4, 2002, International Energy Agency.
- [9] “Censimento potenziale energetico nazionale biomasse”, ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico, Tema di ricerca 5.2.5.5, 2009.
- [10] Marco Ricotti e Sara Boarin, comunicazione privata.
- [11] “Projected Cost of Generating Electricity 2010”, IEA/NEA, 2010.